

文章编号: 2095—0411 (2014) 02 - 0070 - 05

# 体积压裂裂缝网络对导流能力的影响<sup>\*</sup>

卢 强, 何岩峰, 徐伟彬, 田仁连, 张 峰

(常州大学 石油工程学院, 江苏 常州 213016)

**摘要:** 体积压裂产生的裂缝网络不同程度地影响裂缝的导流能力, 从而影响油气井的产能。把体积压裂产生的裂缝看做是一个矩形凹槽, 利用带有不同连接方式凹槽的模板来模拟经过体积压裂产生的裂缝网络, 其凹槽的截面形状、大小相同, 连接方式不同。把储层经过体积压裂产生的裂缝网络看做有若干个凹槽相互并连或串连而成。用实验方法测量每个模板凹槽的总长度以及通过凹槽的流体流量和模板两端流体的压力差。结果表明, 通过不同连接方式凹槽的流体流量相同时, 模板两端的压力梯度不同; 说明体积压裂产生的裂缝网络不同程度的影响到流体的导流能力。建立了在达西渗流条件下的裂缝网络导流能力计算模型, 并用实验方法回归出不同连接方式裂缝的导流能力经验公式, 从而得出体积压裂产生的裂缝网络的导流能力的计算公式, 为油气井的产能预测提供理论基础。

**关键词:** 体积压裂; 裂缝网络; 导流能力; 计算模型

**中图分类号:** O 351.2

**文献标识码:** A

**doi:** 10.3969/j.issn.2095—0411.2014.02.017

## Volume Fracturing Fracture Network Configuration's Influence on Fracture Diverting Capacity

LU Qiang, HE Yan-feng, XU Wei-bin, TIAN Ren-lian, ZHANG Feng

(School of Petroleum Engineering, Changzhou University, Changzhou 213016, China)

**Abstract:** The fracture network created by volume fracturing have an influence on fracture conductivity at different levels, thus affecting the productivity of the oil - gas wells. Regarding the fracture as a rectangular groove, using the models which have different connections of rectangular grooves to simulate the fracture network which created by volume fracturing, the rectangular grooves, in the models, have a same cross - sectional shape and size, and its connection ways are different. Regarding the reservoir fractures which created by the volume fracturing as fracture networks compacted by several grooves in series or in parallel. The total length of grooves in every model, the fluid flow which through the grooves and the pressure difference in the two ends of models is tested in the experiment. The result shows that the pressure gradient at the two ends of the model are different when the fluid flows through the grooves which connection ways are different are same. It proves that the fracture network created by volume fracturing have different influence on fracture conductivity. This research builds a calculation model of the fracture network conductivity under the condition of Darcy seepage and use experimental methods to obtain an empirical formula of different connecting fractures and obtain the calculation formula of fracture network con-

<sup>\*</sup> 收稿日期: 2013 - 11 - 30。

**基金项目:** 江苏省普通高校研究生科研创新计划项目 (SCZ1208400010)。

**作者简介:** 卢强 (1984—), 男, 山东德州人, 硕士生。通讯联系人: 何岩峰 (1973—), E-mail: heyanfeng@cczu.edu.cn

ductivity, provide a theoretical basis for the prediction of oil - gas well productivity.

**Key words:** volume fracturing; fracturing network; flow conductivity; calculation model

中国低渗透油气储量十分丰富<sup>[1-2]</sup>。在油气藏的开采过程中,通过体积压裂对储层实施改造,在形成一条或多条主裂缝的同时,会在主裂缝的侧向强制形成次生裂缝,并且会在次生裂缝上继续分支形成二级次生裂缝,以此类推,形成天然裂缝和人工裂缝的裂缝网络。从而可以进行渗流的有效储层打碎,实现长、宽、高三维方向的全面改造,增加渗流面积及导流能力,提高初始产量和最终采收率<sup>[3]</sup>。所以有必要对裂缝网络对导流能力的影响进行研究。最初的研究者将体积压裂形成的裂缝认为是矩形剖面的条带<sup>[4-5]</sup>。曾凡辉等学者都是假设裂缝为直裂缝对产能的影响进行了研究<sup>[6-7]</sup>。李文娟在假设裂缝为直裂缝的前提下用有限元方法研究了主裂缝长度、支裂缝条数、端裂缝数目和网状裂缝对产能的影响<sup>[8]</sup>。孙庆友等在假设裂缝为直裂缝的前提下对相同裂缝截面宽度和裂缝长度下的矩形裂缝和楔形裂缝进行了对比,得出矩形裂缝的导流能力较强的结论<sup>[1]</sup>。前人通过大量实践,特别通过分析施工压力的特征和反排以及产量变化规律,认为特低渗油气藏经过体积压裂改造后普遍存在裂缝网络<sup>[9-10]</sup>。所以体积压裂产生裂缝之间有多种连接方式,裂缝之间的连接方式不同程度的影响裂缝网络的导流能力,所以有必要对裂缝的连接方式对导流能力的影响进行研究。但此研究没有考虑次生裂缝之间的相互影响以及次生裂缝中流体和主裂缝流体相互混掺对裂缝网络导流能力的影响。在实际生产中裂缝网络的导流能力对提高油气采收率有重要意义,所以有必要建立不同裂缝网络的裂缝导流能力计算模型。

## 1 不同裂缝网络的导流能力计算模型

假设体积压裂产生的裂缝网络是由“1”型、“T”型、“L”型、“F”型和“干”型5种不同的网络并联或串联而成,当裂缝网络串联链接组成裂缝网络时,裂缝网络导流能力分段计算,当裂缝并联连接组成裂缝网络时,裂缝网络的导流能力为各裂缝导流能力之和。假设流体在裂缝中的流动为稳定流动;任意位置处裂缝的粗糙程度相同;裂缝截面形状为矩形;流动状态为达西渗流。忽略由于模板受到挤压凹槽变形对导流能力的影响。根据达西渗流规律,普通裂缝导流能力定义式为:

$$W_{\text{fl}} = \frac{\mu}{A} \cdot \frac{Q}{\frac{dp}{dL}} \quad (1)$$

式中:  $W_{\text{fl}}$ —“1”型裂缝的导流能力,  $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ ;  $\mu$ —流体粘度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $Q$ —通过裂缝流体总流量大小;  $A$ —裂缝的截面积,  $\text{m}^2$ ;  $L$ —裂缝为总长度,  $\text{m}$ ;  $p$ —压力差,  $\text{Pa}$ ,  $dp/dL$ —压力梯度,  $\text{Pa}/\text{m}$ 。下同。

裂缝截面形状为矩形,所以裂缝的截面积可表示为:

$$A = D \cdot W_{\text{fl}} \quad (2)$$

式中:  $D$ —裂缝截面的宽度,  $\text{m}$ 。

存在次生裂缝时,通过裂缝网络的流体流量不同,次生裂缝中流体汇合到主裂缝中发生流体的碰撞和混掺损失的能量也不相同,可以假设不同裂缝网络的导流能力是“1”型裂缝导流能力和通过裂缝网络的流体流量的函数,可由下式表示:

$$W_{\text{f}} = f(KW_{\text{fl}}, Q) \quad (3)$$

式中:  $W_{\text{f}}$ —不同裂缝网络的裂缝导流能力,  $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 。

为了计算裂缝网络不同时对裂缝导流能力的影响,采用实验回归的方法,得出不同裂缝网络的裂缝导流能力计算模型。

## 2 裂缝网络对导流能力影响实验研究

为了得到“1”型、“T”型、“L”型、“F”和“干”型5种不同的裂缝网络的导流能力,分别制作这5种裂缝模板并进行实验。根据大西定律知在裂缝的导流能力计算过程中裂缝中流体的压力梯度和通过裂缝的流体流量有关。在实验过程中以水作为试验介质,用为压差计测量实验模板两端压力。用实验回归的方法得出各种裂缝网络和导流能力的计算公式。

该实验设备主要由4部分组成:流体供给和控制系统、裂缝网络模拟试验段系统、实验数据测试系统、加闭合压力系统。其中,流体供给和控制系统包括进口蓄水容器、平流泵和进出口阀门;实验数据采集系统包括压力计、微压差计、精密天平和出口储水容器;加闭合压力系统包括加压装置;裂缝网络实验段包括上下活塞、导流室、岩板、金属板、橡胶垫和橡胶圈。实验流程图如图1所示。裂

缝网络模拟试验段如图 2 所示。

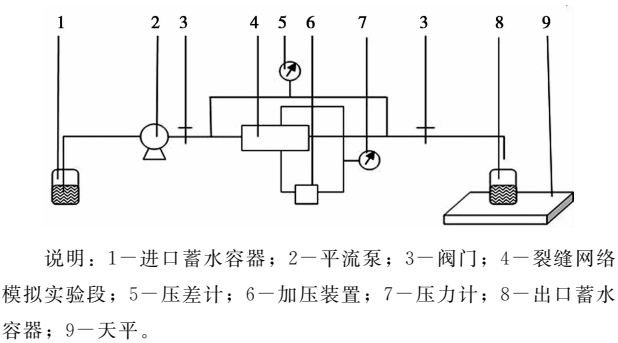


图 1 裂缝网络导流能力测试实验流程图

Fig. 1 The test flow chart of fracture network flow conductivity

其中 5 种裂缝网络模板的岩板长为 0.14m、宽为 0.035m、厚为 0.01m；裂缝为宽 0.001 2m、深 0.000 5m 的矩形。“1”型裂缝网络为 1 条长 0.14m 的主裂缝，没有次生裂缝；“L”型裂缝网络为由 1 条次生裂缝和 1 条主裂缝组成；“T”型裂缝网络由 2 条相对的次生裂缝和 1 条主裂缝组成；“F”型裂缝网络由 3 条次生裂缝和 1 条主裂缝组成，其中 2 条次生裂缝相对，不相对的 1 条次生裂缝和其它 2 条次生裂缝的平行距为 0.02m；“干”型裂缝网络由 4 条次生裂缝和 1 条主裂缝组成，不相对次生裂缝的平行距离为 0.02m。其中有次生裂缝的裂缝网络中的主裂缝长都为 0.12m，次生裂缝长都为 0.017 5m。各种裂缝网络如图 3 所示。

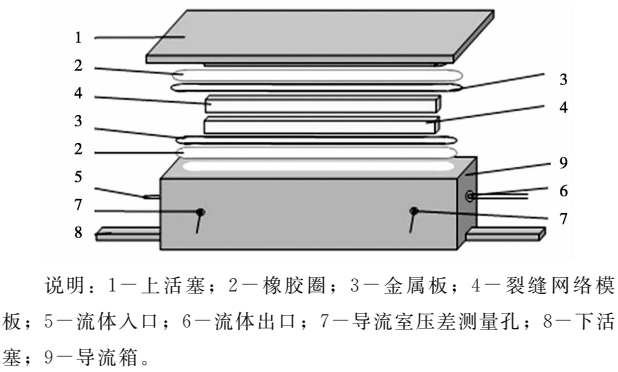


图 2 裂缝网络模拟实验段装置图

Fig. 2 The experiment device figure of fracture network simulation

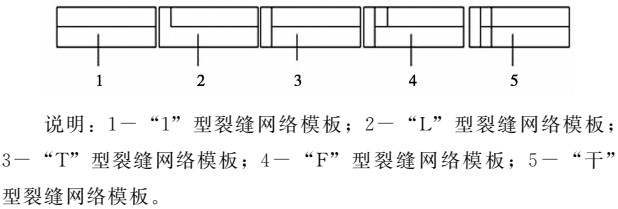


图 3 各种裂缝网络网络岩板图

Fig. 3 The network board of various rock fracture network

以水做为实验介质，根据公式（1）和实验数据绘制出“1”型裂缝网络的流体流量和压力梯度关系图，如图 4 所示。由图 4 可以看出，通过裂缝的流体流量和压力梯度是线性关系，所以得出“1”型裂缝网络的导流能力为定值。

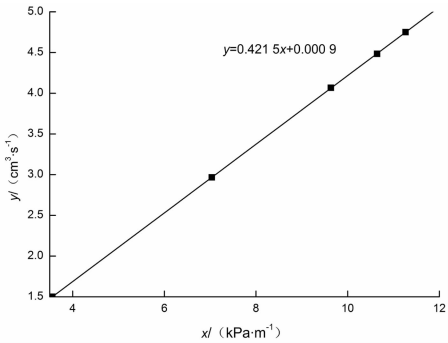


图 4 “1”型裂缝网络导流能力图

Fig. 4 The diagram of “1” type fracture network flow conductivity

由公式（2）知，当裂缝网络有次生裂缝时，因为普通裂缝的导流能力在满足达西定律的条件下为常数，裂缝网络的导流能力是单位时间通过裂缝网络的流量的函数。以单位时间通过 5 种不同裂缝网络的流体流量为横坐标，分别以“T”型、“L”型、“F”和“干”型裂缝网络的导流能力与“1”型裂缝网络的导流能力之比为纵坐标，绘出关系曲线，如图 5～图 8 所示。

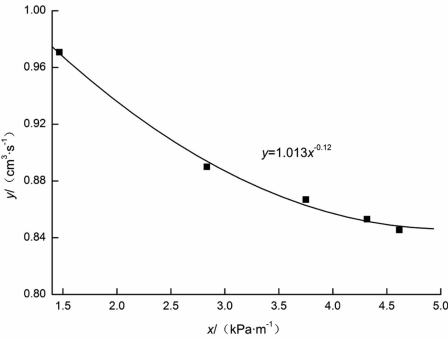


图 5 “L”型裂缝网络导流能力关系曲线

Fig. 5 The curve of “L” type fracture network flow conductivity relation

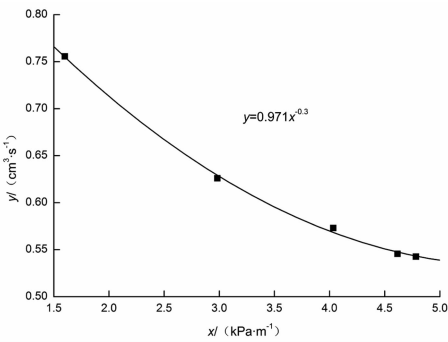


图 6 “T”型裂缝网络导流能力关系曲线

Fig. 6 The curve of “T” type fracture network flow conductivity relation

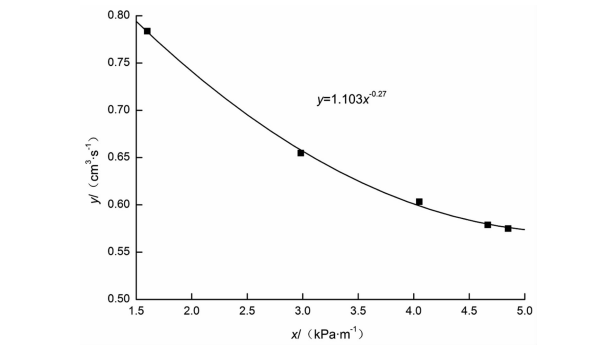


图 7 “F” 型裂缝网络导流能力关系曲线  
Fig. 7 The curve of “F” type fracture network flow conductivity relation

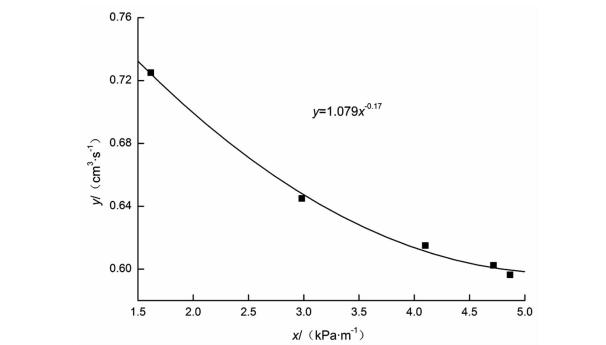


图 8 “干” 型裂缝网络导流能力关系曲线  
Fig. 8 The curve of “干” type fracture network flow conductivity relation

分别得到“T”型、“L”型、“F”型和“干”型裂缝网络的导流能力经验公式见表 1。

表 1 不同裂缝网络导流能力计算公式	
Table 1 The calculation formula of different fracture network flow conductivity	
裂缝网络	计算经验公式
“L”	$W_f = 1.013Q^{-0.12} \cdot \frac{\mu}{A} \cdot \frac{Q}{\frac{dp}{dL}}$
“T”	$W_f = 0.971Q^{-0.3} \cdot \frac{\mu}{A} \cdot \frac{Q}{\frac{dp}{dL}}$
“F”	$W_f = 0.971Q^{-0.3} \cdot \frac{\mu}{A} \cdot \frac{Q}{\frac{dp}{dL}}$
“干”	$W_f = 1.079Q^{-0.17} \cdot \frac{\mu}{A} \cdot \frac{Q}{\frac{dp}{dL}}$

### 3 裂缝网络导流能力实验验证与分析

流体粘度为 0.001mPa·s，裂缝宽度为 0.0012m，通过裂缝网络的流体的流量是在满足达西定律的范围内设定的，裂缝长度见表 2。

表 2 不同裂缝网络的裂缝总长度					
Table 2 The total length of crack fracture network					
裂缝网络	“1”	“L”	“T”	“F”	“干”
裂缝总长度/m	0.14	0.1375	0.155	0.1725	0.19

当裂缝网络为“1”型时，把实验得到数据和相关参数代入公式（1），绘出“1”型裂缝的通过裂缝网络的流体流量和压力梯度图，如图 9。从图中可以看出，利用实验数据计算出的结果和“1”型导流能力计算公式吻合较好，说明“1”型裂缝的导流能力计算模型准确性较高。

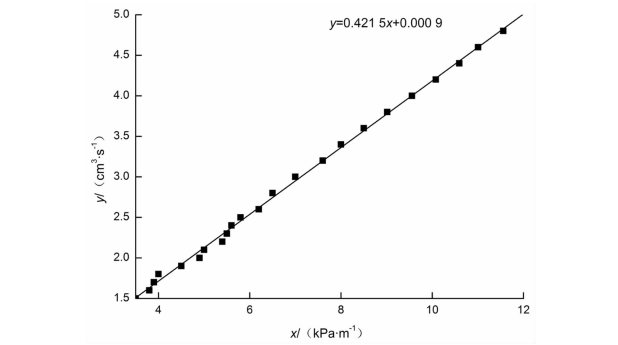


图 9 “1” 型裂缝导流能力计算公式验证  
Fig. 9 “1” type fracture diverting capacity calculation formula for validation

分别把“L”型、“T”型、“F”型和“干”型裂缝网络的实验数据代入相应的裂缝网络导流能力计算公式，以单位时间通过裂缝网络的流体流量为横坐标，以相应裂缝网络的导流能力与“1”型裂缝网络的导流能力为纵坐标，绘出图 10～图 13。

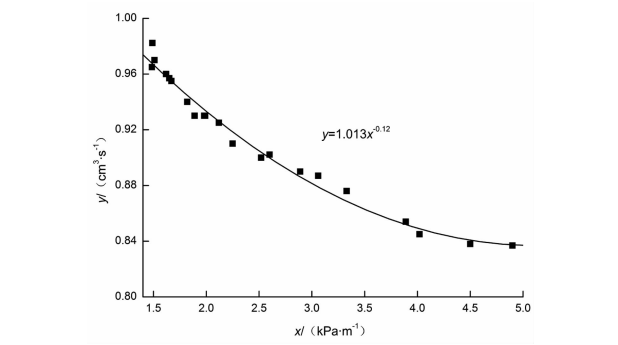


图 10 “L” 型裂缝网络的导流能力计算公式验证  
Fig. 10 “L” type fracture diverting capacity calculation formula for validation

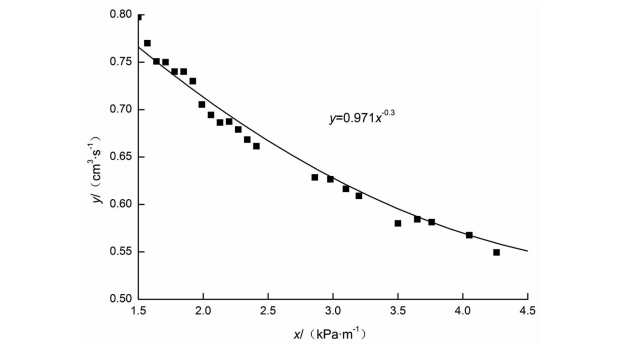


图 11 “T” 型裂缝导流能力计算公式的验证  
Fig. 11 “T” type fracture diverting capacity calculation formula for validation

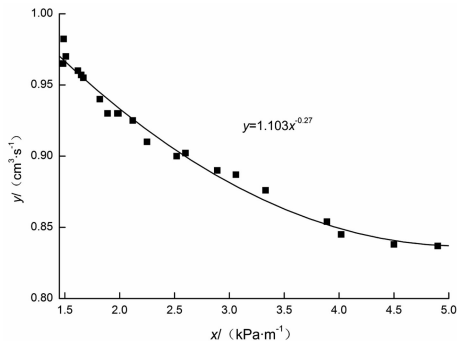


图 12 “F”型裂缝导流能力计算公式的验证

Fig. 12 “F” type fracture diverting capacity calculation formula for validation

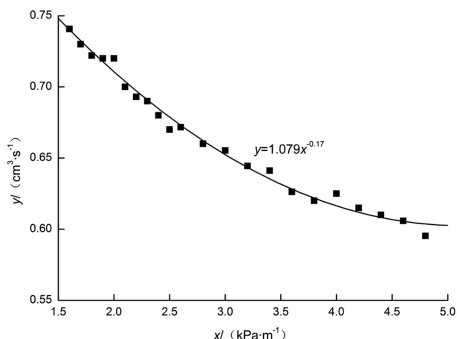


图 13 “干”型裂缝导流能力计算公式的验证

Fig. 13 “干” type fracture diverting capacity calculation formula for validation

从图 10~图 13 可以看出，利用实验数据代入相应的经验公式得出的计算结果和经验公式所得的曲线吻合很好，说明以上 4 种裂缝网络的导流能力计算公式准确性较高。通过以上 4 图还可看出，随着通过含有次生裂缝的裂缝网络的流体流量增加，裂缝网络的导流能力与“1”型裂缝的导流能力的比值减小，因为在实验条件下，“1”型裂缝的导流能力为定值。可得出裂缝网络的导流能力随着通过裂缝网络的流体流量的增大而减小。这是由于次生裂缝中的流体汇合到主裂缝时流体发生混掺，导致裂缝中的流体能量减小。流体流量越大，流体汇合时流体的混掺越剧烈，所以流体混掺损失的能量越大。

## 4 结 论

(1) 建立了裂缝网络导流能力的计算模型，并应用实验回归的方法得出了不同裂缝网络导流能力的经验公式。

(2) 含有次生裂缝的裂缝网络的导流能力与“1”型裂缝导流能力和通过裂缝网络流体流量的大小有关。

(3) 次生裂缝中的流体汇合到主裂缝流体发生混掺，导致裂缝中流体能量减小；流体流量越大，流体汇合时流体的混掺越剧烈，损失的能量越大。所以含次生裂缝的裂缝网络导流能力随着通过该裂缝网络的流体流量的增大而减小。

## 参考文献：

- [1] 孙庆友, 张绍辉, 尹红军, 等. 复杂裂缝条件下压裂井压力动态分析 [J]. 科学技术与工程, 2010, 12 (10): 2865 - 2867.
- [2] 贾长贵, 李双明, 王海涛, 等. 页岩储层网络压裂技术研究与实验 [J]. 中国工程科学, 2012, 14 (6): 106 - 111.
- [3] 蒋怀友, 宋新民, 安晓璇, 等. 世界页岩气资源与勘探开发技术综述 [J]. 天然气技术, 2008, 6 (2): 26 - 30.
- [4] 蒋廷学. 低渗透油藏压裂井动态预测的有限元方法研究 [M]. 北京: 中国石油大学 (北京), 2001: 128.
- [5] Laoer S S. 工程中的有限元法 [M]. 北京: 科学出版社. 1991: 125 - 129.
- [6] 曾凡辉, 郭建春, 徐严波, 等. 压裂水平产能影响因素 [J]. 石油勘探与开发, 2007, 34 (7): 474 - 477.
- [7] 姜洪福, 隋军, 庞彦明, 等. 特低丰度油藏水平井开发技术研究与应用 [J]. 石油勘探与开发, 2006, 33 (3): 364 - 368.
- [8] 李文娟. 复杂裂缝条件下的渗流机理研究 [D]. 大庆: 大庆石油学院, 2007: 75 - 127.
- [9] Cipolla C L, Lolon E P, Dzubin B. Evaluating Stimulation Effectiveness in Unconventional Gas Reservoirs [C]. New Orleans: SPE, 2009: 325 - 338.
- [10] Cipolla C L, Warpinski N R, Mayerhofer M J, et al. The relationship between fracture Complexity, reservoir properties, and fracture - treatment design [C]. New Orleans: SPE, 2010: 246 - 261.